

## 2

---

### ***МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ И УВЕЛИЧЕНИЕ ОХВАТА ПОСЛОЙНО-НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ***

#### ***2.1. МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В СКВАЖИНЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ***

Анализ современных методов и технологий ограничения притока вод в скважины с точки зрения оценки возможности их использования для решения задачи увеличения охвата залежей заводнением показал, что применение их при эксплуатации обводненных продуктивных пластов способствует увеличению отбора из них нефти.

В научно-технической литературе не освещено с достаточной полнотой теоретическое и экспериментальное обоснование применения технологий по ограничению движения вод в пластах при разработке нефтяных месторождений. Одной из причин указанного является недостаточная изученность механизма образования водоизолирующей массы химреагентами и воздействия их на нефтенасыщенный пласт.

Результаты многолетних исследований по этой проблеме приведены в работах [50, 53, 54, 61, 137, 145, 147, 154 и др.]. Основные выводы из этих работ заключаются в следующем.

Сущность любой ремонтно-изоляционной работы в добывающей скважине с применением водоизолирующего материала сводится к перекрытию путей притока воды в нее избирательным воздействием на источник обводнения: на смежные пласты и пропластки-обводнители, обводненные зоны в продуктивном объекте, а также на

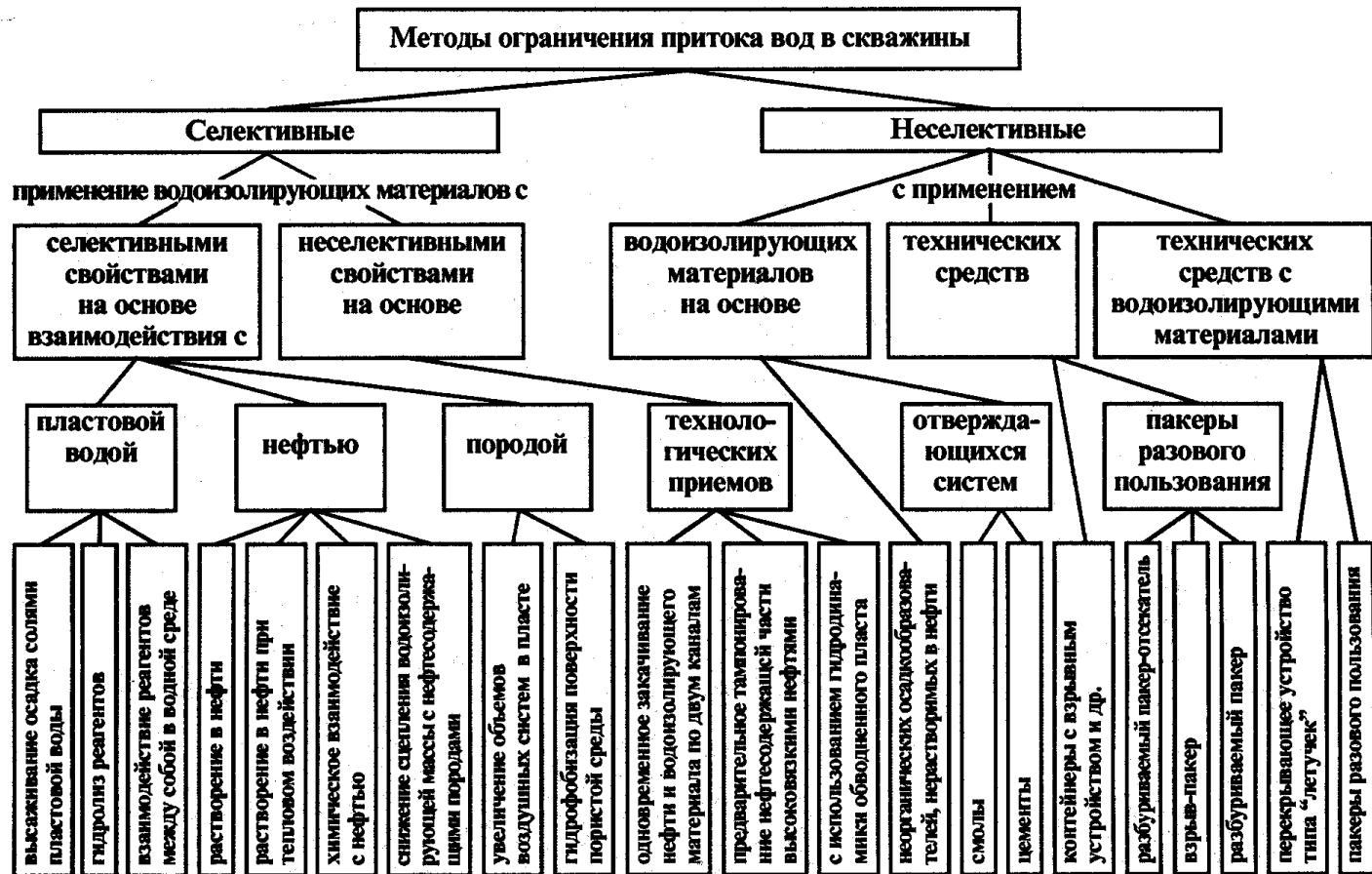


Рис. 2.1. Классификация методов ограничения притока вод в скважины

пути водопритоков в виде трещин в коллекторе и других каналов в заколонном пространстве. Для этой цели разработаны различные методы с применением водоизолирующих материалов и технических средств.

Методы ограничения притока вод в скважины в зависимости от влияния закачиваемого реагента на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные (рис. 2.1). Такое разделение определяется физико-химическими свойствами материала.

Ограничение притока воды носит неселективный характер, если используется для этой цели материал, который, независимо от насыщенности среды нефтью или водой, образует экран, не разрушающийся в течение длительного времени в пластовых условиях. Отключение коллектора или части его разработки при неселективных методах осуществляется цементированием, закачиванием в пласт фильтрующихся в пористую среду химпродуктов, установлением пакеров и перекрывающихся устройств. При этом основными материалами являются цемент, образующий в пластовых условиях вследствие гидратации твердую малопроницаемую массу, сохраняющую длительное время свои механические свойства [35, 202], полимерцементные растворы на основе тампонажного цемента и фенолформальдегидных смол или мономеров акриламида [11, 49, 51, 90, 130, 180, 217], пеноцементы, разработанные для условий неустойчивых сильновыработанных пластов месторождений [70]. Пеноцементы используются на промыслах ОАО "Татнефть", АНК "Башнефть", в Западной Сибири и др. Определены области эффективного применения их в зависимости от геолого-физических условий [31, 183, 202, 204 и др.].

Методы цементирования [7, 31, 49, 50, 54, 106, 138, 145, 183, 195, 202, 216 и др.] сводятся к задавливанию цементной суспензии в пути водопритоков по заливочным трубам с пакерующим устройством и без него. Для нагнетания суспензии используется как эксплуатационный фильтр, так и специальные отверстия, создаваемые в интервале источника обводнения. Нагнетание через эксплуатационный фильтр предполагает ограниченную фильтрацию цементных частиц в пористую среду. Излишняя часть суспензии вымывается или разбуривается, нефтенасыщенная часть пласта повторно вскрывается перфорацией [49, 50, 54, 138, 145, 204, 216]. При цементировании через спецотверстия цементный мост в зоне перфорации не разбуривается.

Указанная технология на промыслах Республики Башкортостан широко применялась для установления экранов в зоне водонефтяного контакта (ВНК) путем гидроразрыва. Успешность операций не

Таблица 2.1

## Результаты цементирования по скважинам Ромашкинского месторождения

Способ изоляции притока вод	Успешность РИР при цементировании через								
	эксплуатационный фильтр						спецфильтр с пакером		
	без пакера			с пакером			общее кол-во ремонтов	из них успешных	
	общее кол-во ремонтов	из них успешных кол-во	%	общее кол-во ремонтов	из них успешных кол-во	%		кол-во	%
<i>Пластовые воды</i>									
Нижних подошвенных:									
отключение обводненной части пласта	8	2	25	15	9	60	21	10	48
отключение обводненного пласта	46	26	56	15	7	46	–	–	–
тампонирувание каналов в заколонном пространстве	20	12	60	80	42	52	35	17	48
Итого:	74	40	54	110	58	53	46	24	52
<i>Закачиваемые воды</i>									
отключение нижнего пласта	103	71	69	21	14	67	–	–	–
отключение средних и верхних пластов	14	5	36	–	–	–	64	28	43

превышала 35 – 45 % [7, 106, 195, 202, 216], что объясняется слабой управляемостью распространением трещин в продуктивном пласте [54, 90, 202]. Ограничение притока воды в успешных операциях, как указывают авторы этих работ, является результатом заполнения крупных каналов в заколонном пространстве скважины цементной суспензией и отключения части пласта из разработки.

На месторождениях Республики Татарстан эти работы проводились без гидроразрыва пласта. Как видно из табл. 2.1, успешность их изменяется в пределах от 25 до 69 % при различных методах цементирования и видах обводнения. Результаты анализа распределения успешности проводимых операций в зависимости от геологического строения пластов и технологии цементирования показали следующее.

1. В 89,5 % рассмотренных скважин цемент применялся для отключения обводненного пласта из разработки. Средняя успешность работ составила 55 %.

2. Максимальная успешность (69 %) была достигнута при отключении нижних пластов, минимальная (25 %) – при ограничении подошвенных вод.

3. В литологически однородных пластах с подошвенной водой цементирование с последующим сохранением прежнего эксплуатационного фильтра обеспечивало 25 % успешных операций, при частичном отключении пласта – 48 %.

4. Применение вспомогательных средств (пакеров, перекрывающих устройств) не приводит к существенным изменениям в успешности ремонта, что связано, с одной стороны, с конструктивными недостатками технических средств, с другой – с несоответствием свойств тампонирующего материала условиям эксплуатации пластов.

5. Безрезультатное цементирование, при котором не произошло отключение обводненных пластов из разработки, является следствием ограниченной фильтруемости цементной суспензии в пористую среду, в микротрещины, недостаточной седиментационной устойчивости. Сюда же можно отнести высокий модуль упругости и низкие адгезионные свойства образующегося камня относительно поверхности, покрытой нефтью [31, 49, 216].

Обобщение результатов анализа методов цементирования показало, что механизм ограничения водопритоков основывается на отключении обводненного пласта или пропластка из разработки, либо заполнении крупных трещин в матрице пласта и каналов движения воды в заколонном пространстве скважины. Ограниченная фильтруемость цементной суспензии в пористую среду (0,1 – 0,2 м<sup>3</sup> на 1 м перфорированного интервала) [106, 36, 216] указывает на локальный характер действия этой технологии на обводненный пласт.

Известные в научно-технической литературе неселективные методы с применением фильтрующихся в пористую среду материалов [33, 116, 181, 202 и др.] по механизму образования водоизолирующей массы можно разделить на две большие группы – основанные на отверждении самого закачанного раствора в полном объеме и на образовании водоизолирующей массы в результате взаимодействия закачиваемых реагентов.

В общей классификации полимерных, олигомерных и мономерных материалов по физико-химическим принципам образования закупоривающего материала [61] к первой из указанных групп относятся смолы, которые вступают в реакции полимеризации, поликонденсации с образованием сплошной полимерной массы с простран-

ственной структурой. Наиболее широко в нефтепромысловой практике применяются фенолформальдегидные смолы ТСД-9, ТС-10, жидкие фенолформальдегидные смолы СФЖ-3012, ВР-1, ГТМ-3, резорциноформальдегидные и мочевиноформальдегидные смолы, отверждающиеся в присутствии таких отвердителей, как формалин, уротропин, органические и минеральные кислоты, независимо от свойств жидкой среды пласта [16, 31, 32, 76, 116, 131, 156 и др.].

К методам, основанным на образовании водоизолирующей массы в результате взаимодействия закачиваемых реагентов, относится метод нагнетания в пласт готовой смеси жидкого стекла ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ) с соляной кислотой, которая со временем переходит в нерастворимый кремнезоль. Успешность применения метода оказалась невысокой, технологические операции после закачивания указанных компонентов завершаются последующим цементированием [33]. Сюда же относятся методы, основанные на последовательном закачивании в пласт нескольких реагентов, образующих осадок в результате химического взаимодействия между собой. Для этих целей применяют  $\text{SO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{MgCl}_2$  в сочетании с  $\text{NaOH}$ ,  $\text{NH}_4\text{OH}$ ,  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  [33, 34, 184].

В отличие от цемента и смол, отверждающихся в полном объеме, осадкообразующие реагенты только частично закупоривают пористую среду. Эти методы, как и методы, основанные на механическом смешении в пластовых условиях, не нашли широкого применения из-за низкой эффективности воздействия на пласт. К тому же в нефтенасыщенной части коллектора не исключается снижение проницаемости.

Закачивание в обводненный продуктивный пласт фильтрующихся в пористую среду неселективных материалов также приводит к отключению его из разработки независимо от свойств насыщающих жидкостей. Согласно теоретическим исследованиям [73, 14, 170] своевременное отключение обводненного интервала многопластовых залежей приводит к сокращению сроков разработки и увеличению конечной нефтеотдачи в результате повышения охвата пласта заводнением. Целесообразность применения указанной технологии в системе разработки Ромашкинского месторождения подтверждена добычей свыше 10 млн т нефти в результате отключения высокообводненных пластов [126]. Эти результаты можно объяснить ослаблением влияния неоднородности коллектора по проницаемости и перераспределением потоков, так как из разработки в первую очередь отключаются наиболее высокопроницаемые пласты, по которым происходит опережающее обводнение скважин.

Для исключения негативных явлений, связанных с закачиванием неселективного материала в пласт, в нефтепромысловой практике

разработан ряд технологий, исключающих попадание его в нефтенасыщенную часть коллектора: с применением пакеров, путем одновременно-раздельной закачки водоизолирующего состава и нефти [154, 213] и предварительное тампонирующее нефтенасыщенной части коллектора высоковязкими углеводородными жидкостями. На преимущественной фильтрации водорастворимых смол типа ТСД-9 в обводненные зоны с низким фильтрационным сопротивлением основывается селективный метод изоляции [31]. Однако из них широкое применение нашли только методы, в которых закачивание водоизолирующих материалов производится с использованием пакеров.

Второе направление разработки методов ограничения притока вод в скважины основывается на закачивании в пласт реагентов, избирательно снижающих проницаемость обводненных зон. Для селективного закупоривания путей водопритоков в научно-технической и патентной литературе предлагается большой перечень водоизолирующих материалов. Применение цементной суспензии на углеводородной основе для этой цели базируется на отверждении ее в водонасыщенной части пласта и при сохранении жидкого состояния в нефтенасыщенной из-за отсутствия воды для гидратации цементных частиц [7, 31, 106, 104, 216 и др.]. Большинство проведенных работ завершается повторным вскрытием пласта перфорацией из-за отсутствия притока и многократного снижения продуктивности скважин, что можно объяснить гидратацией цемента остаточной водой и коагуляцией порового пространства частицами цемента [54, 204 и др.].

Указанного недостатка лишены фильтрующиеся в пласт водоизолирующие материалы, обладающие селективностью физико-химических свойств относительно нефти и воды. Анализ зависимости технологических процессов от свойств реагентов и механизма образования водоизолирующей массы, приводимых в научно-технической литературе, позволяет выделить пять групп селективных методов [53]:

1. Методы селективной изоляции, основанные на образовании водоизолирующей массы, растворимой в нефти и нерастворимой в водной среде, с использованием таких материалов, как нафталин, парафин, растворенные в анилине, крезоле, ацетоне, спирте, и других перенасыщенных растворов твердых углеводородов в растворителях [33, 34]. Применяются вязкие нефти, эмульсии и другие нефтепродукты [106], нефтерастворимые смолы и латексы типа СКД-1 [96, 103]. Селективная изоляция парафином осуществляется путем предварительного подогрева пласта или нагнетанием его в пласт в расплавленном виде. При охлаждении в водонасыщенной части парафин выпадает в осадок, а в нефтенасыщенной – он растворим. Мо-

гут применяться термопластичные полимеры – полиолефины [197], изменяющие свое физическое состояние под воздействием пластовой температуры. Наиболее доступны из них полиэтилен низкого давления (ПНД) и побочные продукты его производства, слабо растворяющиеся в воде, но разрушающиеся в углеводородной жидкости (керосине, бензине, нефти). Термопластичными полимерами обработано более 20 скважин на Малгобекском месторождении в условиях трещиноватых карбонатных коллекторов. Успешность операций составила 72 – 78 % при добыче дополнительно около 2,5 тыс. т нефти на одну скважино-обработку.

Из перечисленных реагентов промышленно внедрены только нефтерастворимые латексы и ПНД при ограничении водопритоков в скважины, т.е. при решении частных задач повышения охвата пласта заводнением в призабойных зонах пласта.

2. Вторая группа методов избирательного действия на обводненную часть пласта основывается на образовании закачиваемыми в пласт реагентами осадков в водонасыщенных зонах (см. рис. 2.1). Предлагается закачивать неорганические соединения типа  $\text{FeSO}_4$ ,  $\text{M}_2\text{SiO}_3$  (М – одновалентный щелочной металл), которые, реагируя между собой в водной среде, образуют гидрат закиси железа и силикагель [34]. В результате гидролиза в обводненных зонах пласта образуется осадок – гипаносерноокислотной смеси [25], кремнийорганических соединений (силаны) [55]. Более прочную массу образуют кремнийорганические олигомеры, оказывающие продолжительный эффект воздействия на коллектор [124, 214]. Опытно-промышленные испытания указанных составов, произведенные на Анастасиевско-Троицком месторождении Краснодарской области и месторождениях Грузии в карбонатных коллекторах, показали возможность эффективного применения их для ограничения водопритоков в скважины.

Полиизоцианты, в частности, полиуретаны, в водной среде увеличиваются в объеме в 10 – 15 раз по сравнению с первоначальным [205]. Проведенные институтом КазНИПИнефть на месторождении Узень промысловые испытания полиуретанового клея КИП-Д, отверждающегося только в водной среде, показали реальность осуществления ограничения притока воды в скважинных условиях с применением указанного реагента. Незначительность объема осадка и сложность технологии с применением полимеров удерживают широкое внедрение данной группы технологий в производство.

3. Третья группа селективных методов основана на взаимодействии реагентов с солями пластовых вод. На осаждении и структурировании ионами поливалентных металлов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$  и других основаны методы ограничения движения воды в пласте с применением таких высокомолекулярных соединений, как производные цел-



люлозы и акриловых кислот. При смешении с водой производные целлюлозы образуют объемистый волокнистый осадок, сшитый катионами кальция [33, 181]. При взаимодействии производных целлюлозы и акриловых кислот с указанными катионами из раствора высаживается ряд сополимеров полиакриловой и метакриловой кислот с высокой степенью гидролиза [114, 138, 156, 162 и др.]. В нефтяной среде они сохраняют свои первоначальные физические свойства, обеспечивая тем самым селективность воздействия на нефтенасыщенную породу.

В отечественной нефтяной практике из полимерных материалов наиболее широко испытывались латексы и мылонафты, их способность образовывать водоизолирующую массу основывается на коагуляции полимера при смешении с минерализованной водой и сохранении первоначальных физических свойств в нефти [96, 106, 120, 138]. Однако полимеры, как водоизолирующий материал, по свойствам неравнозначны. Несмотря на одинаковые условия применения гипана, латекса ДВХБ-70 и мылонафта были получены совершенно различные результаты.

Детализация технологических операций с применением ДВХБ-70 и других латексов приводится в работе [138]. Из 40 скважинообработок в НГДУ "Альметьевнефть" успешными были только 15. Анализ неудачных обработок показал, что ДВХБ-70 при взаимодействии с катионами пластовой воды образует крупные полимерные частицы, которые не фильтруются в пласт, а при избытке ПАВ, вводимых для стабилизации дисперсии латекса, полимер не высаживается. Аналогичные результаты были получены при испытании мылонафта [120], что не позволило создать эффективную технологию ограничения притока вод в скважины этими материалами. Положительные результаты были получены только в 1980 – 1984 гг. с использованием нефтерастворимых полимеров [96].

До 70-х годов в отрасли отсутствовали эффективные технологии и химреагенты для селективного воздействия на нефтенасыщенные пласты, что сильно затрудняло выработку коллекторов с остаточной нефтью. В АО "Татнефть" такая проблема стояла особенно остро из-за сосредоточенности значительных запасов нефти в водонефтяных пластах, насыщенных высокоминерализованной водой. Сотрудниками института ТатНИПИнефть был разработан ряд технологий, основанных на применении ионогенных полимеров – гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) и сополимера МАК-ДЭА [52, 55, 129, 53, 162 и др.]. В отличие от латексов и мылонафта растворы этих полимеров, несмотря на мгновенную реакцию с электролитом, сохраняют свою подвижность, что объясняется образованием структурированного слоя только на поверхности полимерного раствора. Механизм

образования водоизолирующей массы указанными полимерами основывается на структурировании полимерного раствора и отверждении осадка в электролите, содержащем катионы поливалентных металлов. Опытнo-промышленные работы показали высокую эффективность технологий с применением этих полимеров в терригенных отложениях с минерализованной пластовой водой и возможность применения сополимера МАК-ДЭА в карбонатных коллекторах. Все это позволило впервые в отечественной нефтяной практике создать селективный метод ограничения водопритоков в скважины, внедренный в отрасли в промышленных масштабах.

4. Четвертую группу составляют методы, селективность воздействия которых основывается на взаимодействии реагента с поверхностью пород, покрытых нефтью. К этой группе относятся методы с применением частично гидролизованного ПАА, мономеров акриламида, гипаноформальдегидной смеси (ГФС) и др. [38, 68, 11, 114, 133, 134, 157, 165, 176, 205, 230].

Количество сорбируемого полимера, как известно [114, 157], зависит от вещественного состава пород, заряда их поверхности и свойств насыщающих жидкостей. Известняк по сравнению с кварцем обладает значительно большей адсорбционной активностью вследствие повышенной концентрации ионов  $\text{Ca}^{2+}$ . Этим можно объяснить увеличение адсорбционной активности кварца при контакте с полимерными растворами, содержащимися в малых количествах  $\text{CaCl}_2$ .

Ионы  $\text{Ca}^{2+}$ , сорбируемые поверхностью кварца, служат связующими мостами между твердой фазой и молекулами полимера. Это необходимо учитывать при выборе полимера при проектировании технологического процесса. При адсорбционном и механическом удержании полимера в пласте возникает остаточный фактор  $R_{\text{ост}}$ . Величина его, определяемая как соотношение подвижности воды до и после обработки пористой среды полимерным раствором [157]

$$R_{\text{ост}} = (k/\mu)_1 : (k/\mu)_2, \quad (2.1)$$

зависит от минерализации воды, молекулярной массы полимера, степени гидролиза и проницаемости пористой среды [38, 157, 230].  $R_{\text{ост}}$  в нефтенасыщенных породах от 3 до 8 раз ниже, чем в водонасыщенных, что объясняется сродством полимерных частиц с органическими соединениями нефти [114]. К тому же в нефтенасыщенной части пласта ухудшаются условия для адсорбционного и механического удержания частиц полимера из-за образования пограничного слоя асфальтенов и смол на поверхности породы [114, 38].

Возможность эффективного применения полиакриламидов в качестве селективного водоизолирующего материала подтверждена отечественной и зарубежной нефтепромысловой практикой [68, 157,

176, 205, 230 и др.]. Так, на Арланском месторождении путем закачивания ПАА через эксплуатационный фильтр в 10 скважинах дополнительно из обводненного коллектора извлечено 29,7 тыс. т нефти [176], на Радаевском (Самарская область) – 3,4 тыс. т при успешности работ на 90 % [139]. Аналогичные результаты получены на Мид-Континенте (США) в 120 скважинах – закачиванием полимерного раствора в добывающие скважины достигнуто резкое сокращение водонефтяного фактора [230].

Факторами, снижающими эффективность применения растворов ПАА при ограничении притока вод в добывающие скважины, являются минерализация воды и высокая проницаемость пластов; фильтрационное сопротивление пористой среды в этих условиях изменяется незначительно [138]. С целью совершенствования технологии применения ПАА предложено совместно и отдельно закачивать его с катионами поливалентных металлов:  $Fe^{3+}$ ,  $Cu^{2+}$ ,  $Cr^{3+}$ ,  $Zn^{2+}$ ,  $Co^{2+}$ ,  $Al^{3+}$ , которые участвуют в сшивке гидролизированных макромолекул и в образовании геля в пластовых условиях [5, 176].

По механизму образования полимерной массы и селективности действия на коллектор способы применения водных растворов мономеров акриламида [11, 165] и гипаноформалиновой смеси (ГФС) [68] отличаются от описанных выше методов тем, что в пластовых условиях образуется полимерная масса с трехмерной пространственной структурой. Избирательность действия ГФС на движение вод в коллекторе обеспечивается низким сцеплением новообразований с поверхностью, покрытой нефтью, – при создании депрессии на забое они вытесняются из пласта. Промысловые испытания на Ромашкинском, Туймазинском, Серафимском нефтяных месторождениях подтвердили реальность достижения указанного принципа воздействия на частично обводненные пласты. Несмотря на закачивание указанных растворов через эксплуатационный фильтр скважины происходит рост дебита нефти при ограничении поступления воды.

5. Пятую группу составляют методы, основанные на гидрофобизации пород призабойной зоны с применением ПАВ, аэрированных жидкостей, полиорганосилоксанов и других химвеществ [68, 106, 124, 214 и др.]. Механизм действия этой группы методов заключается в снижении фазовой проницаемости для воды, в образовании пузырьков газа, которые достаточно прочны в водной среде и легко разрушаются в присутствии нефти. Основной недостаток этих методов состоит в низкой эффективности в условиях интенсивного отбора жидкости из пласта и высоких давлений нагнетания при заводнении, характерных для современных методов разработки.

Образование водоизолирующей массы в результате взаимодействия химвеществ с пластовыми жидкостями является характерной

особенностью селективных методов ограничения притока вод в скважины. В некоторых методах компоненты продуктивного пласта являются наполнителями или структурообразователями, что указывает на возможность использования их в качестве водоизолирующего материала. Сохранение подвижности нефти после закачивания водоизолирующих материалов с избирательными свойствами позволяет закачивать их в удаленные от скважины обводненные зоны пласта и тем самым решать практические задачи увеличения охвата воздействием пласта в целом.

По результатам проведенных исследований составлена классификация методов ограничения притока вод в скважины (см. рис. 2.1), составлен ассортимент химпродуктов, применяемых в нефтепромысловой практике в целях ограничения водопритоков (табл. 2.2). Изучение механизма действия их на продуктивный пласт позволило выделить три принципа, характеризующие методы ограничения движения вод в пласте:

- 1) отключение обводненного интервала пласта из разработки;
- 2) избирательное снижение проницаемости обводненной зоны пласта;
- 3) изменение фазовой проницаемости пород.

Избирательность взаимодействия химреагентов с компонентами продуктивного пласта является одним из главных условий эффективного управления фильтрацией жидкостей в нефтеводонасыщенном коллекторе на основе изменения фильтрационного сопротивления его в обводненных зонах.

Большинство известных из научно-технической литературы методов исходят из принципиальной возможности получения

Таблица 2.2

**Ассортимент химпродуктов, применяемых для ограничения притока вод в скважины**

Наименование	Тип материала
Синтетические смолы: фенолоформальдегидные	ТСД-9 и ТС-10; БР-12 или СФ-282; ФР-50А, ФРЭС; СФК-3; ГТМ-3, БР-1 или СФМ-3012
мочевинформальдегидные	МФ-17
конденсированные амины	Крепитель "М"
Пределные полимеры, полиолефины	Толуилендиаминовая смола ТДА Полиэтиленовая крошка Полиизобутилен
Полимеры акриловых кислот и их производных:	
сополимеры полиакриловой кислоты и их производные	Гипан
сополимеры метакриловой кислоты	Полиакриамидгелеобразный и сухой Метас Флокулянт "Комета" МАК-ДЭА
Непределные полимеры: полибутадиен ДВХБ-70 и их сополимеры	ВМВП-10Х ДВКБ-70
латексы	СКС-30 или СКС-50
диеновые эпоксидные смолы	СКД-1 Эпоксидные смолы ЭД-16 и ЭД-5
Эпоксидные полимеры: эпоксифатическая смола	ТЭГ-1
эпоксифенольная смола	ГТМ-3, АРЭС
Полиуретаны: полиэфируретаиды – изопианата	Клей КИП-Д
Производные целлюлозы: сложные эфиры целлюлозы (карбоксиметилцеллюлозы)	КМЦ-500 КМЦ-600
простые эфиры целлюлозы	Оксиэтилированная целлюлоза Метилцеллюлоза
Кремнийорганические соединения: органохлорсиланы	Метилхлорсилан, фенилтрихлорсилан
олигомерные органосилоксаны	Этилакрилхлорсилансаны ТСН, ТСЭ Полиорганосилоксаны Жидкое стекло Этилсиликат
силикаты	Метоксиаэросил Диэтиленгликоль аэросил
Неорганические соединения: кислоты	Соляная Алкилированная серная кислота
соли-электролиты	
Мономеры: амиды кислот	Акриламид
олефины	Стирол

Продолжение табл. 2.2

Наименование	Тип материала
Углеводородные соединения нефти: продукты сульфирования	НЧК (нейтрализованный черный контакт), контакт Петрова (кислый гудрон) Высокоокисленный битум X-1 (битумный структурообразователь)
окисленные битумы	
Органические низкомолекулярные соединения:	Формалин Уротропин Полиэтиленполиамин (ПЭПА) Бензосульфокислота Оксиалкилированные алкилфенолы
альдегид	
амины и производные	
кислота органическая	
Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	

водоизолирующего материала на основе химических реакций. В ОАО "НИИНефтепромхим" проведен детальный анализ состояния работ по разработке и внедрению методов ограничения притока вод в добывающие скважины с применением химпродуктов [61, 147]. По результатам этих исследований было установлено следующее.

1. Крайне неравномерно распределение применения химреагентов для ограничения водоприток в скважины по нефтедобывающим объединениям (табл. 2.3). Из 18,6 тыс. т химреагентов большая часть – 12,5 тыс. т использована в АО "Татнефть". В нефтегазодобывающих предприятиях, кроме АО "Татнефть", АНК "Башнефть", "Куйбышевнефть", "Краснодарнефтегаз", применяется лишь 21%, что указывает на большие резервы добычи дополнительной нефти за счет применения химреагентов.

2. В нефтяной отрасли было разработано свыше 44 водоизолирующих составов с использованием 56 различных химпродуктов. Из них только 11 находятся на стадии внедрения, 20 – на стадии опытно-промышленных испытаний, 4 технологии испытываются в промышленных условиях и 9 – на стадии теоретических и лабораторных исследований.

3. Водоизолирующие работы проводились в основном с применением отечественных химпродуктов. По количественному отношению они распределяются так:

а) полимеры – 76,1 % от общего количества, из них 74,74 % занимают полимеры акриловых кислот;

б) фенолоформальдегидные и другие смолы – 10,53 %;

в) неорганические кислоты и кремнийорганические соединения – 1,97 %;

г) другие химпродукты – 10,79 % (табл. 2.4).

В отрасли 63,43 % химреагентов применяются по технологиям, разработанным институтами ТатНИПИнефть и НИИнефтепромхим.

Таблица 2.3

**Потребление химпродуктов для ограничения водопритоков в скважины и технологическая эффективность их применения при разработке нефтяных месторождений на 1.01.1989 г.**

Производственные объединения	Количество хим-продуктов		Дополнительная добыча нефти, доля от общего объема	Объем изолированной воды, млн м <sup>3</sup>
	тыс. т	% от общего количества		
Татнефть	12,534	63,80	0,6800	57,14
Башнефть	1,060	6,80	0,8900	–
Куйбышевнефть	1,740	8,70	0,0960	0,52
Нижневартоннефть	0,002	0,01	0,0001	–
Узбекнефть	0,010	0,05	0,0250	–
Саратовнефтегаз	0,720	3,60	0,0460	–
Оренбургнефть	0,400	2,00	0,0200	0,12
Краснодарнефтегаз	1,940	9,70	0,0090	0,25
Туркменнефть	0,008	0,04	0,0004	–
Грознефть	0,008	0,04	0,0040	–
Коминнефть	0,002	0,01	0,0001	–
Томскнефть	0,002	0,01	0,0001	–
Сургутнефтегаз	0,080	0,40	0,0040	–
Мангышлакнефть	0,500	2,50	0,0250	–
Азнефть	0,048	2,40	0,0240	0,95
Пермнефть	0,020	0,10	0,0010	–
Киргизнефть	0,006	0,03	0,0003	–
Ураинефтегаз	0,010	0,05	0,0003	–
Нижневожскнефтегаз	0,002	0,10	0,0010	–

Таблица 2.4

**Потребление химпродуктов на промыслах в виде отдельных композиций**

Композиции химпродуктов	Водоизолирующий состав	Количество химпродуктов		
		тыс. т	% от общего количества	
На основе полимеров	ПАА	0,230	1,23	
	ПАА – дисперсная добавка	0,340	1,82	
	ПАА – смола ТС-10 – формалин	0,580	3,11	
	ПАА – кислый гудрон (ВУС)	0,880	4,72	
	Гипан	0,836	52,72	
	Гипан – формалин – НС1 (ГФС)	1,534	8,22	
	Гипан – НС1	0,352	1,89	
	Гипан – ПАА	0,192	1,03	
	МАК-ДЭА	0,012	0,064	
	"Метас", "Комета"	0,006	0,032	
	Полимеры ПНД, ППП, ПБП	0,034	0,18	
	Латекс СКС-30 ШХП и др.	0,128	0,69	
	На основе синтетических смол	Клей КИП-Д – растворитель	0,080	0,04
		Смола ГТМ-3+ПЭПА	0,175	0,94

Продолжение табл. 2.4

Композиции химпродуктов	Водоизолирующий состав	Количество химпродуктов	
		тыс. т	% от общего количества
На основе синтетических смол	Смола ТЭГ – ПЭПА	0,0036	0,02
	ТСД-9 (ТС-10) – формалин	1,6042	8,60
	ТСД-9 (ТС-10) + уротропин	0,019	0,10
	Смола СФК – HCl + ПАВ	0,2149	1,18
	АЦФЗ – диэтаноламид жирных кислот	0,045	0,034
	ТДА – ацетон – формалин-ЭД-5	0,053	0,28
	Крепитель "М" – HCl	0,3430	1,84
На основе кремнийорганических соединений	Этилсиликат (ЭС-2)	0,020	0,11
	Метилтрихлорсилан, фенилтрихлорсилан	0,012	0,06
На основе других хим-продуктов	Водонефтяная эмульсия (ССБ)	0,045	0,24
	АСК – нефть	1,936	10,36
	Пеноцементы (сульфанол Б – ДС+РАС) – КМИЦ и др.	0,0315	0,17
	Магний гранулированный	0,015	0,08

4. Большинство методов рассчитано на закачивание концентрированных растворов химреагентов в количестве от 5 до 25 м<sup>3</sup>, т.е. предназначены для воздействия на призабойную зону пласта добывающих скважин. За пределами этой зоны фильтрационные характеристики сохраняются на прежнем уровне, что не позволяет увеличивать охват коллектора заводнением.

5. Поздние стадии разработки нефтяных месторождений не обеспечены эффективными методами воздействия на обводненные зоны продуктивного пласта, доступными на промыслах и обеспеченными дешевыми водоизолирующими материалами.

## **2.2. ХИМПРОДУКТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНЫ**

Для решения практических задач повышения охвата продуктивного пласта воздействием на поздней стадии эксплуатации, как показано в первом разделе (см. рис. 1.7), при стационарном режиме заводнения основным условием является увеличение фильтрационного сопротивления обводненных зон. В литологически неоднородных пластах для этой цели применяется тампонажный цемент, позволяющий отключить из разработки высокопроницаемые обводненные интервалы и тем самым снизить неоднородность эксплуатационного объекта. В



частично выработанных пластах с внутренней неоднородностью одним из основных условий решения указанной задачи является фильтруемость водоизолирующего состава в пористую среду. Наиболее полно указанному требованию отвечают, как показали результаты детального анализа свойств применяемых в нефтепромысловой практике хемпродуктов [52, 53, 61, 111, 147 и др.], водоизолирующие составы, представляющие собой композицию реагентов с различными физико-химическими свойствами. По результатам анализа составлены классификации реагентов по нескольким принципам (рис. 2.2 и 2.3), которые позволяют эффективно применять их при решении вышеуказанных задач в системе разработки нефтяных месторождений.

Основную группу хемпродуктов составляют реагенты, создающие в пластовых условиях закупоривающую массу – синтетические смолы, сополимеры акриловых кислот, латексы, полиуретаны и др. К вспомогательным отнесены химические реагенты, выполняющие роль отвердителя, осадителя, стабилизатора, наполнителя, модификаторов, регулирующих физико-химические и эксплуатационные свойства основного водоизолирующего материала. В их число входят формалин, уротропин, полиэтиленполиамин (ПЭПА), хлористый кальций, бензолсульфокислота, соляная и алкилированная серная кислоты. При их отсутствии водоизолирующие составы в пластовых условиях не образуют закупоривающий материал с необходимыми свойствами.

К наполнителям – модификаторам отнесены производственные целлюлозы, органические производные кремния (аэросилы), НЧК, кислый гудрон, смолы ФР-12 и ТС-10 в составе ВУС на основе полиакриламида [61]. В качестве стабилизаторов используют производные целлюлозы. В ассортимент не включены некоторые поверхностно-активные вещества (ДС-РАС, КССБ, сульфанола), используемые для стабилизации аэрированных жидкостей.

По физико-химическому принципу образования закупоривающей массы в пластовых условиях все водоизолирующие материалы подразделены на три большие группы: отверждающиеся, осадкообразующие и гелеобразующие (см. рис. 2.2). Некоторые реагенты относятся к двум классам: осадко- и гелеобразующему, например, полимеры кислот акрилового ряда. Подробнее данная классификация обоснована в работе [61]. Основные положения ее состоят в следующем.

В группу отверждающихся входят все синтетические смолы и реагенты, относящиеся к классу олигомерных соединений. Синтетические смолы участвуют в образовании полимерной



Рис. 2.2. Классификация химических продуктов для ограничения притока вод по функциональному назначению, химической природе и механизму образования водоизолирующей массы



Рис. 2.3. Классификация полимеров и полимерообразующих реагентов по физико-химическим процессам образования водоизолирующей массы

массы в присутствии отвердителя независимо от свойств насыщающей пласт жидкости. К этому классу водоизолирующих материалов относятся (см. рис. 2.2):

отверждающиеся под действием отвердителя (формальдегида) смолы сланцевых фенолов, резорцинформальдегидные смолы (ТСД-9, СФН-3012, ВР-1). Катализаторами отверждения могут служить щелочи, например, каустическая сода, а в отдельных случаях – соляная и бензолсульфокислоты. Продукты отверждения – нерастворимые полимеры сетчатого строения, которые могут в своем составе содержать минеральный наполнитель [49, 130, 219];

отверждающаяся в присутствии формалина под действием органических и минеральных кислот мочевиноформальдегидная смола (МФ);

отверждающаяся под действием щелочи ацетоформальдегидная смола (АЦФ-3), которая может использоваться и с минеральным наполнителем [156];

отверждающиеся по механизму полимеризации в присутствии триэтанолamina эпоксидные смолы [131], а также алкилрезорциновая эпоксифенольная смола (АЭФС), отверждающаяся по механизму поликонденсации в присутствии полиэтиленполиамина [16, 76]. Полимеризующиеся композиции обладают повышенной адгезией к металлу, что позволяет использовать их для герметизации эксплуатационных колонн и в качестве смазки для резьбовых соединений [16].

Кроме смол в эту группу входят образующиеся в присутствии иницирующих добавок в сплошную полимерную массу с трехмерной пространственной структурой мономеры акриламида в условиях высоких температур стирола [61, 172]. Под действием воды вследствие гидролитической поликонденсации отверждаются кремнийорганические олигомеры – дихлоргидроокиси-полиорганосилоксаны, хлорсиланы марок ТСЭ, ТСМ, ТСК [124]. Для образования полимерного тампонажного материала трехмерной структуры в качестве сшивающих агентов применяют органохлортрисилоксаны, которые добавляются к олигомерам [55, 214]. Изоцианатные олигомерные соединения (УФП-50 АО, клей КИП-Д), относящиеся к классу уретановых форполимеров, отверждающихся по механизму реакции полиприсоединения.

Из неорганических соединений к этой группе относятся: жидкое стекло, которое под действием соляной кислоты из гелеобразного состояния переходит в нерастворимый кремнезоль. Без воздействия извне в гелеобразное состояние переходят такие композиции акриловых кислот, как ВУС, ГФС, которые образуют сплошную массу в пласте в результате действия структурообразователей (формалина, смолы ТЭГ и других добавок).

Классификация водоизолирующих материалов на основе полимеров и полимеробразующих мономеров (см. рис. 2.3) позволяет детализировать механизм образования водоизолирующей массы по классу материалов и применение реагентов по физико-геологическим и технологическим условиям разработки залежи. Исследования на кернах [138] показывают, что растворы мономеров акриламида, превращающиеся в полимеризованную массу в присутствии инициаторов, могут эффективно применяться для ограничения движения вод в низкопроницаемых коллекторах, в которых использование других реагентов малоэффективно.

Олигомерные соединения, содержащие реакционноспособные группы, могут вступать в реакции полимеризации, поликонденсации и полиприсоединения, создавая отверждающуюся массу для отключения пластов и герметизации колонн. Группа осадкообразующих химвеществ, применяемых на промыслах, представлена в основном полимерами (см. рис. 2.2), механизм образования водоизоли-

рующей массы которых базируется на взаимодействии химпродуктов с пластовыми жидкостями и породами. Эта способность позволяет широко использовать осадкообразующие полимеры для избирательного воздействия на обводненные зоны пласта.

В методе ограничения притока вод в добывающие скважины с применением концентрированной серной кислоты [13] используются все три принципа образования водоизолирующей массы:

1) взаимодействуя с карбонатными составляющими пород и солями пластовых вод, серная кислота образует осадок – малорастворимый гипс;

2) в присутствии серной кислоты происходит полимеризация и поликонденсация асфальтенов и смол, содержащихся в нефти с образованием кислого гудрона;

3) при высоких температурах под каталитическим действием серной кислоты кислый гудрон превращается в отвержденную массу.

Ввиду превалирования процесса осадкообразования при взаимодействии с компонентами продуктивного пласта серная кислота отнесена к осадкообразующим.

Классификация химпродуктов по функциональному назначению и механизму физико-химических превращений показывает, что в процессе образования водоизолирующей массы в пластовых условиях взаимодействие закачиваемых реагентов с компонентами продуктивного пласта является основным фактором, определяющим характер воздействия их на коллектор. Избирательность указанного процесса относительно нефте- и водонасыщенных зон служит предпосылкой применения композиции для регулирования изменения фильтрационных характеристик на основе пород коллектора в удаленных участках. При этом проницаемость пласта для нефти не снижается. Взаимодействие ряда реагентов с элементами пластовой системы способствует усилению образования водоизолирующей массы, повышая тем самым эффективность и надежность метода. На этом принципе созданы селективные методы ограничения притока минерализованных вод ионогенными полимерами типа гипана, сополимера МАК-ДЭА, концентрированной серной кислотой в смеси с нефтью.

### **2.3. ПРИНЦИПЫ СЕЛЕКТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННЫЕ ПЛАСТЫ**

Один из важных этапов решения проблемы повышения охвата пластов заводнением на поздней стадии эксплуатации – это обеспечение избирательности воздействия закачиваемых реагентов на обводненные зоны коллектора при сохранении проницаемости нефти. Анализ эффективности методов ограничения притока вод в добывающие скважины и движения их в коллекторе в зависимости от физико-химических свойств реагентов, геолого-технических условий, области их применения, а также механизма ограничения движения вод в скважины дан в работах [52, 53, 55, 61, 138].

Сущность применяемых на промыслах методов ограничения притока вод в скважины сводится к избирательному воздействию на пути водопритоков и источник обводнения водоизолирующими материалами, а также техническими средствами.

Решение практических задач повышения охвата пласта заводнением при закачивании водоизолирующих материалов основывается на заполнении ими путей водопритоков в призабойной зоне или самом пласте. В зависимости от влияния водоизолирующих материалов на проницаемость нефтенасыщенной части пласта методы ограничения притока вод в скважины делятся на селективные и неселективные, что определяется главным образом физико-химическими свойствами этих материалов. Результат ограничения притока вод носит неселективный характер при использовании материала, который независимо от насыщенности среды нефтью, водой или газом образует экран, длительное время неразрушающийся в пластовых условиях. В итоге происходит отключение коллектора в данной скважине из разработки. Этим и определяется основное требование к технологии работ данной группы методов – точное определение местоположения обрабатываемого пласта.

Для повышения охвата частично обводненного пласта заводнением необходимо избирательно снизить проницаемость водонасыщенных зон или полностью закупорить их. Возможность выполнения этих условий достигается при фильтрации водоизолирующего состава только в обводненный интервал пласта или когда закачиваемый реагент не снижает проницаемость нефтесодержащих интервалов. Как показывает практика водоизоляционных работ, наибольшая эффективность достигается при сочетании указанных факторов. Для решения этой задачи предпочтительнее применение реагентов или композиций, обладающих избирательными физико-химическими свойствами относительно нефти и воды. Как показали результаты

Таблица 2.5

**Физико-химические основы избирательного действия химреагентов при взаимодействии с нефтеводонасыщенными породами**

Компоненты продуктивного пласта	Принцип избирательности взаимодействия реагентов с пластом
Нефть	1. Растворение в углеводородной жидкости (нефти) 2. Замедление или прекращение физико-химических процессов превращения реагентов в закупоривающую массу в углеводородной среде и др.
Вода	1. Образование водоизолирующей массы только в водной среде 2. Образование водоизолирующей массы при взаимодействии с солями пластовых вод
Порода	1. Снижение адгезионных сил связи водоизолирующей массы при наличии на поверхности пород нефти 2. Снижение фазовой проницаемости пористой среды относительно воды

Таблица 2.6

**Геолого-физические факторы, способствующие селективному действию водоизолирующих реагентов на пласт**

Показатели	Причины проявления гидродинамических факторов
Геологические особенности строения продуктивного пласта	Неоднородность коллектора по проницаемости, приводящая при заводнении к образованию высокопроницаемых промытых зон
Неоднородность свойств пластовых жидкостей	Более высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды
Фазовая проницаемость	Фазовая проницаемость обводненных зон для гидрофильных растворов выше, чем в нефтенасыщенных
Изменения проницаемости коллектора	При заводнении вследствие растворения солей, выноса неустойчивых пород разность проницаемостей в нефте- и водонасыщенных зонах изменяется
Изменение вязкости пластовых жидкостей при заводнении	Вследствие заводнения пластов пресной водой с более низкой температурой разность между вязкостью нефти и воды изменяется

промышленных применений селективных методов изоляции притока воды в скважины, важно использовать принцип избирательности при взаимодействии химреагентов с компонентами пластовой системы (табл. 2.5). Это позволяет увеличивать фильтрационное сопротивление обводненных зон пласта.

Другим важным фактором избирательного действия реагентов на пути движения вод в коллекторе является гидродинамическая обста-

новка в пласте, обусловленная неоднородностью его по проницаемости, свойствами насыщающих жидкостей и режимами фильтрации. Прорыв закачиваемых и пластовых вод по зонам с высокими фильтрационными характеристиками приводит к образованию высокопроницаемых зон. При этом условия для закачивания реагентов в обводненную зону улучшаются и эффективность избирательного ограничения движения вод возрастает (табл. 2.6).

Селективное воздействие химпродуктов основывается на различии физико-химических свойств пластовых жидкостей (нефти и воды) и физико-геологических особенностях строения продуктивного объекта, определяющих гидродинамическую обстановку коллектора. Инертность закачиваемых реагентов относительно углеводородных жидкостей исключает химическое взаимодействие с образованием закупоривающей массы в нефтенасыщенных интервалах, а преимущественная фильтрация водоизолирующего состава в обводненные зоны способствует сохранению проницаемости коллектора для нефти.