

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Реферат

По дисциплине « _____ »

Тема: «Изучение геологической макронеоднородности продуктивных пластов»

Выполнил: студент гр.

(подпись)

(Ф.И.О.)

Дата: _____

Оценка: _____

Проверил:

(должность)

(подпись)

(Ф.И.О.)

Санкт-Петербург
2020

Оглавление

Введение.....	3
Глава I.....	4
Глава II.....	12
Вывод.....	16
Список литературы.....	17

Введение

Многие месторождения углеводородов относятся к осадочным горным породам, а значит, являются хорошими коллекторами. Нефть и газ в нефтяных и газовых залежах располагаются в промежутках между зернами, в трещинах и кавернах пород, слагающих пласт. Нефть в промышленных объемах обычно находят только в тех коллекторах, которые совместно с окружающими их породами образуют ловушки различных форм, удобные для накопления нефти (антиклинальные складки, моноклинами, ограниченные сбросами, ловушки литологического типа, образовавшиеся вследствие фашиальных изменений пород, окружающих коллектор нефти).

Нефтегазоносные породы, как природные резервуары, имеют весьма сложное строение. Полезный объем и пути движения в них жидкостей и газов имеют весьма резкую изменчивость по форме и свойствам. Изменения литолого-фашиальных свойств нефтегазоносного пласта определяют его неоднородность. Изучение характера неоднородности пород в пределах залежи нефти и газа имеет большое значение для подсчета запасов нефти и газа, проектирования разработки, анализа разработки и контроля за воздействием на пласт.

Под геологической неоднородностью изучаемого объекта следует понимать всякую изменчивость характера и степени литолого-физических свойств слагающих его пород по площади и разрезу. При характере неоднородности любого изучаемого объекта целесообразно рассматривать два вида: макронеоднородность и микронеоднородность.

Целью работы является: изучение геологической макронеоднородности продуктивного пласта.

Выделим задачи:

- Определение макронеоднородности;
- Виды неоднородности;

- Методы изучения;

Глава I

Общие сведения

Под геологической неоднородностью понимают изменчивость природных характеристик нефтегазонасыщенных пород в пределах залежи. Геологическая неоднородность оказывает огромное влияние на выбор систем разработки и на эффективность извлечения нефти из недр - на степень вовлечения объема залежи в процессе дренирования. Различают два основных вида геологической неоднородности - макронеоднородность и микронеоднородность. Разберемся в каждом из этих понятий подробнее.

Микронеоднородность продуктивных пластов выражается в изменчивости емкостно-фильтрационных свойств в границах присутствия коллекторов в пределах залежи углеводородов.

Промысловой геологией изучается неоднородность по проницаемости, нефтенасыщенности и при необходимости по пористости. Для изучения микронеоднородности используют данные определения этих параметров по образцам пород и геофизическим данным.

Для оценки характера и степени микронеоднородности продуктивных пластов применяют два основных способа - вероятностно-статистический, базирующийся на результатах изучения керна, и графический, использующий данные интерпретации геофизических исследований скважин.

Вероятностно-статические методы обычно применяются при эмпирических гидродинамических расчетах. Из них наиболее распространен метод анализа характеристик распределения того или иного фильтрационно-емкостного свойства пород, слагающих продуктивные пласты.

Для количественной оценки микронеоднородности широко используются также числовые характеристики распределений случайных

величин, такие как среднее квадратическое отклонение, коэффициент вариации, среднее абсолютное отклонение, вероятное отклонение, энтропия.

Графически микронеоднородность отображают на детальных профилях и картах, характеризующих и макронеоднородность.

Макронеоднородность

Если каждый прослой коллектора рассматривать как единое нерасчленимое целое, т.е. выделять в разрезах скважин только коллекторы и неколлекторы и проследивать распространение тех и других по площади залежи, то можно изучить макроструктуру нефтегазонасного пласта (горизонта) и его макронеоднородность. Макронеоднородность отражает морфологию залегания пород–коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует взаимное распределение в ней коллекторов и неколлекторов. Макронеоднородным считают единичный пласт (горизонт) монолитного строения, залегающий в пределах залежи повсеместно и имеющий относительно постоянную мощность. Такие залежи встречаются редко. Для изучения макронеоднородности используются материалы ГИС по всем пробуренным скважинам. Надежную оценку макронеоднородности можно получить только при наличии детальной корреляции продуктивной части разрезов скважин. Особую важность детальная корреляция и изучение макронеоднородности приобретают при расчлененности продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями. Макронеоднородность изучают по вертикали (по толщине горизонта) и по простиранию пластов (по площади).

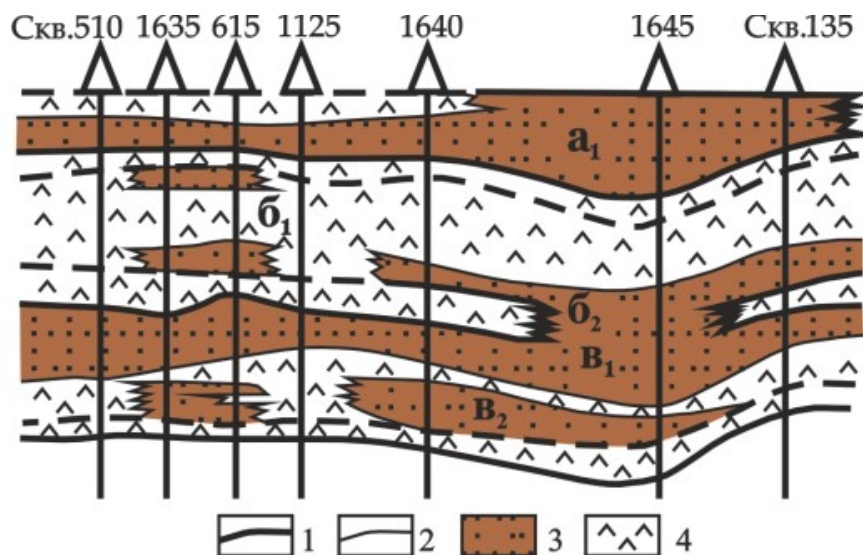


Рис. 1 – Отражение макронеоднородности на фрагменте геологического профиля горизонта

По толщине макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов (обычно в разном количестве на различных участках залежей) – вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной (газовой) части залежи за счет неучета водоносных нижних пластов и др.

По простирацию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов – коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания). Графически макронеоднородность по вертикали (по толщине объекта) отображается с помощью профилей (рис. 1) и схем детальной корреляции. В плане (по площади) она отображается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта (рис. 2), на которых показываются границы площадей распространения коллектора и неколектора, а также участки, на которых происходит слияние пластов (для горизонта) или пропластков (для пласта) с ниже– или вышележащими пластами или пропластками.

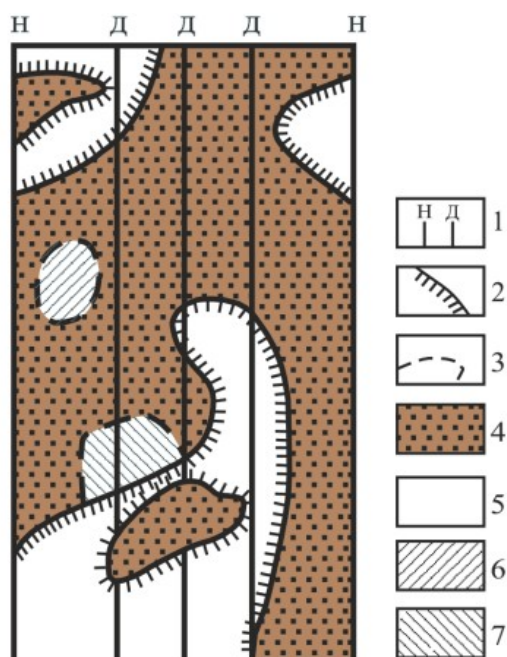


Рис. 2 – Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пласта
 1 – ряды скважин; 2 – границы распространения коллекторов; 3 – границ зон слияния; 4 – распространения коллекторов; 5 – неколлектор; 6 – слияние пласта с вышележащим пластом; 7 – слияние пласта с нижележащим пластом.

При однопластовом строении залежи, когда пласт пород– коллекторов относительно однороден по составу, но толщина его изменчива, коллекторы залегают на площади неповсеместно, прерывисто, пласт является зонально макронеоднородным . Его строение иллюстрируется картой распространения коллекторов по площади. На карте показываются границы сплошного распространения коллекторов, также полулинз, линз, тупиковых зон, которые при стационарном заводнении и расположении скважин по основной равномерной сетке частично или полностью не включаются в процесс дренирования.

Зональная неоднородность при этом характеризуется двумя коэффициентами:

Коэффициент распространения коллекторов по площади (литологической выдержанности), характеризует степень прерывистости их залегания и охват пласта воздействием по площади:

$$K_{распр} = \frac{\sum S_i}{S}$$

Где S_i – площадь i -го участка, занятого коллектором; S – общая площадь залежи.

Его определяют после проведения детальной корреляции разрезов скважин и выделения зональных интервалов (пластов) путем отношения площади присутствия коллекторов данного интервала к общей площади пласта в пределах контура нефтеносности. Чем больше $K_{распр}$, тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по горизонтам. При вычислении $K_{распр}$ необходимо построение карт распространения коллекторов. Критерием к отнесению объема (площади) служит расположение их относительно контура питания. Считается, что непрерывная часть пласта в процессе разработки будет полностью охвачена воздействием, полулинзы частично (зависит от плотности сетки добывающих скважин и их положения относительно нагнетательных), а линзы вообще не охвачены воздействием со стороны линии нагнетания. Для количественной оценки степени сложности строения прерывистых, фациально изменчивых пластов, используют коэффициент сложности:

Коэффициент сложности площадного залегания коллекторов – отношение суммарной длины границ участков пласта, представленных коллекторами, к длине периметра залежи:

$$K_{сложн} = \frac{L_{ПК}}{L_3},$$

где: $L_{ПК}$ – периметр (длина) границ, замещение коллекторов на не коллекторы или их выклинивание; L_3 – периметр залежи (внешнего контура нефтеносности), включая участки коллекторов и неколлекторов.

Чем больше извилистость границ распространения коллекторов (больше $L_{ПК}$), тем больше образуется мелких тупиковых зон, охват вытеснением которых затруднен, и тем выше $K_{сложн}$. Установлено, что по неоднородным, прерывистым пластам по мере уплотнения сетки скважин коэффициент сложности $K_{сложн}$ постепенно снижается. Это указывает на то, что даже при самой плотной (из применяемых на практике) сетке скважин

все детали изменчивости пластов еще остаются неизвестными. Поэтому по мере разбуривания эксплуатационного объекта (ЭО) сеткой добывающих скважин требуется постоянное уточнение $K_{распр}$ и $K_{сложн}$.

При двухпластовом строении объект включает два в разной степени зонально неоднородных пласта, в некоторых местах возможно слияние их в единый пласт. В этом случае $K_{расп}$ и $K_{сложн}$ оценивают по каждому пласту отдельно и затем находят суммарные величины для объекта в целом. Наряду с этим для объекта в целом определяют три коэффициента: песчаности, расчлененности и слияния пластов.

Коэффициент песчаности представляет собой отношение эффективной мощности к общей мощности пласта, прослеживаемой в разрезе данной скважины. Он показывает, какую долю занимают коллекторы в общем объеме продуктивного горизонта:

$$K_{песч} = \sum \frac{h_{эф}}{h_{общ}}$$

где: $h_{эф}$ и $h_{общ}$ - средние значения эффективной и общей толщины пород.

При этом под общей мощностью продуктивного горизонта следует понимать мощность между его кровлей и подошвой вне зависимости от того, какими литологическими разностями будут представлены граничные слои.

Коэффициент расчлененности определяется для залежи в целом и характеризует среднее число песчаных прослоев, слагающих горизонт – отношение числа песчаных прослоев, суммированных по всем скважинам, к общему количеству скважин, вскрывших коллектор:

$$K_{расчл} = \frac{l_1 + l_2 + \dots + l_l}{n} = \frac{\sum l_i}{n}$$

где: l_1, l_2, \dots, l_n - число прослоев коллекторов в каждой скважине; n - общее количество скважин, вскрывших коллектор.

В том случае, когда эксплуатационный объект представлен одним пластом песчаника, $K_{расчл} = 1$. При двухпластовом строении $K_{расчл}$ обычно < 2 , т. к. в большинстве скважин присутствуют оба пласта, в некоторых

скважинах имеется только один, а в некоторых есть оба, но они слиты в единый пласт. $K_{\text{песч}}$ в таком объекте < 1 , т. к. между пластами–коллекторами имеется слой непроницаемых пород, входящий в общую толщину горизонта, но занимающий меньшую ее долю, чем пласты–коллекторы.

Коэффициент литологической связанности (слияния пластов) определяет зоны слияния двух смежных пластов–коллекторов. Под $K_{\text{сл}}$ понимается отношение площадей слияния пропластков к общей площади залежи в пределах контура нефтеносности:

$$K_{\text{сл}} = \frac{\sum S_{\text{сл}}}{S_{\text{общ}}},$$

где: $S_{\text{сл}}$ - площадь, в пределах которой песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями; $S_{\text{общ}}$ – общая площадь залежи.

Чем выше величина этого коэффициента, тем больше суммарная площадь слияния двух смежных пластов и, следовательно, менее обосновано выделение их в самостоятельные пласты и тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по вертикали.

При равномерном расположении скважин по площади $K_{\text{сл}}$ примерно соответствует отношению числа скважин, в которых установлена литологическая связь пластов, вскрывших монолитный пласт песчаника (мощность которого равна или больше средней его мощности) $n_{\text{св}}$, к общему числу пробуренных скважин N .

Другими словами, $K_{\text{сл}}$ показывает долю скважин, в которых смежные прослои сливаются.

$$K_{\text{сл}} = \frac{\sum n_{\text{св}}}{N},$$

где: $n_{\text{св}}$ - скважины, в которых песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями; N – общее число скважин.

Многопластовые горизонты включают в себя 3 – 6 и более как непрерывных, так и прерывистых в разной степени пластов с разной

толщиной и проницаемостью коллекторов. Участки отсутствия коллекторов разных пластов часто не совпадают в плане. Различные пласты– коллекторы сливаются воедино в разных местах. Объект в целом представляет собой весьма сложное природное образование. Многопластовые объекты характеризуются теми же графическими иллюстрациями и коэффициентами, что и двухпластовые.

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки:

- моделировать форму сложного геологического тела (пород–коллекторов), служащего вместилищем нефти или газа;
- выявлять участки повышенной толщины коллекторов, возникающей в результате слияния прослоев (пластов), и соответственно возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи;
- определять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект;
- обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;
- подбирать аналогичные по показателям макронеоднородности залежи с целью переноса опыта разработки ранее освоенных объектов.

Глава II

Методы изучения геологической неоднородности

На современном этапе исследования можно выделить следующие методы изучения геологической неоднородности пластов: геолого–геофизические, экспериментальные исследования и гидродинамические.

Лабораторные исследования

Наиболее объективное и детальное представление о физических свойствах пород можно получить в результате исследования образцов керна лабораторными методами.

При лабораторных исследованиях определяют такие величины, как пористость, проницаемость, гранулометрический состав, карбонатность, водонасыщенность. Само по себе определение всех этих величин в достаточной степени дает объективную оценку неоднородности изучаемого объекта пласта. Однако из–за ограниченного отбора керна возникают значительные трудности в привязке данных этих исследований к разрезу скважин, поэтому, прежде чем распространять значения параметров пласта на весь объем залежи или же отдельной ее части, необходимо провести тщательную привязку исследованных образцов керна. В результате привязки керна в продуктивном разрезе выделяются прослой коллекторов и

неколлекторов. Данные лабораторного анализа кернов можно использовать при построении карт пористости и проницаемости, а также для характеристики распределения и средних значений этих параметров с целью учета их при гидродинамических расчетах. С целью эффективного использования лабораторно– экспериментальных исследований для подсчета запасов нефти и составления проектов разработки нефтяных месторождений необходимо от исследования единичных кернов переходить к изучению коллекторских и фильтрационных свойств всех пластов и пропластков нефтяной залежи на основе сплошного отбора кернов по всему разрезу изучаемого горизонта.

Промыслово–гидродинамические методы

Неоднородность пласта может оказывать влияние на течение жидкости и тесно связанное с ним давление. Поэтому можно получить исходные данные о характере и степени неоднородности пласта. Впервые на эти возможности указал В.П. Яковлев, а эти работы получили название гидроразведки. Гидродинамическими исследованиями определяют коэффициенты гидропроводности, пьезопроводности, продуктивности и приемистости. Эти параметры позволяют оценивать степень однородности пласта, выявлять литологические экраны, устанавливать взаимосвязь пластов по разрезу и скважин по площади, а также оценивать нефтенасыщенность пород. Для этого используют метод восстановления (падения) давления, гидропрослушивание и метод установившихся отборов.

Метод восстановления (падения) давления основан на наблюдениях изменения забойного давления и дебита скважин после их работы на установившемся режиме. Интерпретация полученных данных позволяет определить гидропроводность прискважинной (kh/μ) и удаленной зон пласта (χ/r_0^2). Для оценки параметра необходимо воспользоваться геофизическими данными об эффективной мощности пласта, пористости и лабораторными определениями коэффициентов сжимаемости пластовой жидкости и самой породы пласта.

Метод гидропрослушивания основан на наблюдениях изменения давления в реагирующих простаивающих скважинах или режима работы реагирующих эксплуатационных скважин при изменении режима работы возмущающих скважин. При этом режим возмущающих скважин может изменяться произвольно. Этим методом определяют среднее значение параметров гидропроводности kh/μ и пьезопроводности χ на участке между двумя исследуемыми скважинами.

Исследование скважин методом установившихся отборов (метод пробных откачек) позволяет в первую очередь определить коэффициент продуктивности и выявить характер притока жидкости в скважину, т.е. определить показатель фильтрации.

В результате гидродинамических исследований можно оценить такие важные параметры, как проницаемость и гидропроводность, значения которых используются при построении соответствующих карт. В последнее время все большим распространением пользуются карты гидропроводности. Эти карты после увязки их с лабораторными анализами кернов используют при анализе и контроле за разработкой нефтяных месторождений, а также при изучении особенностей распространения коллекторов.

Геолого–геофизические методы

К этой группе методов изучения геологической неоднородности пластов относится весь комплекс исследований по обработке фактического материала, полученного в процессе бурения скважин, включая обработку данных анализа кернов и результатов интерпретации промыслово–геофизических исследований скважин. Этими методами производятся детальное изучение разреза залежи, его расчленение и корреляция разрезов скважин с учетом литолого– петрографической, палеонтологической и промыслово–геофизической характеристик пород. Конечным результатом геолого–геофизических методов являются как геологические профили и литологические карты, отображающие особенности строения продуктивных пластов по разрезу и по площади, так и выявленные зависимости между

отдельными параметрами пластов. Первый и наиболее важный этап при изучении неоднородности пластов геолого–геофизическими методами – расчленение продуктивного горизонта (пласта) на отдельные пласты (пропластки), если он сложен серией литологических изменчивых песчано–алевритовых пород, а также их корреляции по площади.

Для более плотного познания сложной картины строения литологических, неоднородных пластов и осуществления рациональной разработки важное значение приобретает детальная (зональная) корреляция. В процессе детальной корреляции в разрезе продуктивных горизонтов (эксплуатационных объектов) выделяют зональные интервалы, которые характеризуются аналогичной конфигурацией кривых промыслово–геофизических исследований и идентичными литолого–физическими свойствами, выдерживающимися на более или менее значительной площади залежи. Безусловно, для проведения такой работы необходима значительная разбуренность залежи. Зональная корреляция дает возможность выяснить распространение по площади каждого отдельного зонального интервала, определить границы его распространения, изменчивость коллекторских свойств и т.д., данные которых могут быть положены в основу построения зональных карт, дающих первое представление о зональной неоднородности пластов.

Вывод

Ознакомившись с понятиями о геологических неоднородностях, их видах и методах изучения, можно сделать вывод, что их изучение является неотъемлемой частью при разработке месторождения, так как это дает детальное понятие о пласте, его фильтрационно-емкостных свойствах и строение коллектора.

Теперь мы знаем, что под геологической неоднородностью изучаемого объекта следует понимать всякую изменчивость характера и степени литолого-физических свойств слагающих его пород по площади и разрезу. При характере неоднородности любого изучаемого объекта целесообразно рассматривать два вида: макронеоднородность и микронеоднородность.

Список литературы

1. Пулькина Н.Э., Зимина С.В. Изучение неоднородности продуктивных пластов // Томский политехнический институт. – 2012. – С. 20-28.
2. [Электронный ресурс]//url: <https://studfile.net/preview/2473982/page:14/> (дата обращения 18.03.23).
3. [Электронный ресурс]//url: <https://www.neftemagnat.ru/enc/12> (дата обращения 18.03.23).
4. [Электронный ресурс]//url: https://www.tehnik.top/2018/03/blog-post_762.html (дата обращения 20.03.23).
5. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. // Нефтегазопромысловая геология: Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр». - 2000. – С. 414.